

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
IZIN PENGGUNAAN DATA	iii
HALAMAN PERNYATAAN	iv
KATA PENGANTAR	v
SARI	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xvi
BAB I PENDAHULUAN	1
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Rumusan Masalah	2
I.3 Maksud dan Tujuan Penelitian	2
I.4 Lokasi Penelitian	3
I.5 Batasan Masalah	3
I.6 Peneliti Terdahulu dan Keaslian Penelitian	4
I.7 Manfaat Penelitian	8
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	9
II.1 Geologi Regional	9
II.1.1 Fisiografi Cekungan Bintuni	9
II.1.2 Tektonostratigrafi dan Litostratigrafi Regional	10
II.1.2.1 Litostratigrafi	16
II.1.2.2 Tektonostratigrafi	18
II.1.3 Sistem Perminyakan Cekungan Bintuni	24
II.2 Dasar Teori	25
II.2.1 Batuan Induk dan Kematangan	25
II.2.1.1 Pengertian Batuan Induk	25
II.2.1.2 Material Organik	27

II.2.1.3 Kerogen	27
II.2.1.4 Kematangan	33
II.2.2 <i>Basin Modeling</i> (Pemodelan Cekungan)	34
II.3 Hipotesis	36
BAB III METODE PENELITIAN	37
III.1 Data Penelitian	37
III.2 Perangkat Penelitian	41
III.3 Tahapan Penelitian	43
III.4 Jadwal Penelitian	45
BAB IV KARAKTERISTIK BAWAH PERMUKAAN FORMASI AINIM ...	48
IV.1 Geologi Daerah Penelitian	48
IV.1.1 Litologi Daerah Penelitian	48
IV.1.2 Sikuen Stratigrafi Daerah Penelitian	53
IV.2 Interpretasi Seismik	62
IV.2.1 Pengikatan Data Sumur dan Seismik	63
IV.2.2 Korelasi Bawah Permukaan	66
IV.2.3 Peta Struktur Kedalaman	69
IV.3 Geokimia dan Kematangan Batuan Induk Formasi Ainim	74
IV.2.1 Potensi dan Karakter Batuan Induk	74
IV.2.2 Kematangan Batuan Induk	80
BAB V PEMODELAN CEKUNGAN	87
V.1 Rekonstruksi Sejarah Pembenaman	87
V.2 Rekonstruksi Kompaksi dan Sejarah Termal	90
V.3 Data Geokimia Masukan	94
V.4 <i>Pseudo Well</i>	94
V.5 Sejarah Pembenaman dan Kematangan Batuan Induk	94
V.6 Distribusi Kematangan Batuan Induk Formasi Ainim dan Migrasi	110
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN	115
VI.1 Kesimpulan	115
VI.2 Saran	116
DAFTAR PUSTAKA	117

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Peta lokasi Lapangan RAN, Cekungan Bintuni, Papua Barat. Poligon warna merah menunjukkan daerah penelitian, poligon warna biru menunjukkan batas Cekungan Bintuni, (sumber dari Peta SRTM Indonesia atau <i>Shuttle Radar Topography Mission</i> , Chevallier dan Bordenave, 1986 dalam Patra Nusa Data, 2006, Yudanto dan Pasaribu, 2012)	4
Gambar 2.1	Peta situasi wilayah Kepala Burung dan Cekungan Bintuni pada saat ini, serta elemen tektonik Cekungan Bintuni. Poligon warna merah menunjukkan daerah penelitian, (Chevallier dan Bordenave, 1986 dalam Patra Nusa Data, 2006, Yudanto dan Pasaribu, 2012)	10
Gambar 2.2	Seting geologi regional Papua, (Dow dkk., 1986 dalam Harahap, 2012)	12
Gambar 2.3	Peta tektonik regional Indonesia Timur (KNOC, 1999; Dow dkk., 1986; Hamilton, 1979; Simandjuntak dan Barber, 1996 dalam Harahap, 2012)	13
Gambar 2.4	Diagram tektonostratigrafi Papua dan Laut Arafura (Pieters dkk., 1983; Dow dkk., 1986 dalam Harahap, 2012)	14
Gambar 2.5	Diagram stratigrafi dari sumur bagian Selatan Papua (KNOC, 1999 dalam Harahap, 2012)	15
Gambar 2.6	Ringkasan litostratigrafi Papua dan Laut Arafura (Pieters dkk., 1983; Dow dkk., 1986 dalam Harahap, 2012)	17
Gambar 2.7	Transformasi material organik dalam sedimen dan batuan sedimen, (Waples, 1985)	28
Gambar 2.8	Skema asal mula dan proses pematangan minyak bumi, (Hunt, 1995)	30
Gambar 2.9	Diagram Van Krevelen yang menunjukkan jalur pematangan untuk kerogen tipe I, II, dan III sebagai fungsi dari rasio perubahan atom H/C dan O/C. Daerah yang diarsir mewakili diagenesis, katagenesis, dan metagenesis, (Waples, 1985)	32
Gambar 2.10	Skema umum pembentukan minyak dan gas, berjalan terhadap fungsi temperatur pada batuan induk, (Waples, 1985)	33

Gambar 2.11	a) Umur dan kedalaman stratigrafi suatu sumur, b) Pemodelan geohistori <i>burial</i> (sejarah pembenaman) salah satu sumur berdasarkan pada umur stratigrafi, (Waples, 1985)	35
Gambar 2.12	Pemodelan geohistori termal a) dengan model temperatur permukaan yang konstan b) dengan model temperatur permukaan dengan variabel, (Waples, 1985)	36
Gambar 3.1	Peta dasar daerah penelitian. Poligon merah menunjukkan area penelitian, garis hitam menunjukkan ketersediaan data seismik, dan bulat merah menunjukkan ketersediaan data sumur	42
Gambar 3.2	Peta dasar daerah penelitian. Poligon biru menunjukkan area penelitian, garis hitam menunjukkan ketersediaan data seismik, dan bulat merah menunjukkan ketersediaan data sumur di area penelitian dan dari data publikasi	42
Gambar 3.3	Diagram alir penelitian	46
Gambar 4.1	Litostratigrafi Lapangan RAN, data berasal dari Sumur WTU-1 dan Peta Geologi Lembar Ransiki oleh Atmawinata dkk., 1989 ...	49
Gambar 4.2	Sikuen stratigrafi Lapangan RAN, data berasal dari Sumur WTU-1	55
Gambar 4.3	Penampang vertikal sikuen 1 <i>syn-rift</i> (Formasi Ainim) pada Sumur WTU-1	57
Gambar 4.4	Penampang vertikal sikuen 2 <i>syn-rift</i> (Formasi Tipuma) dan sikuen 3 <i>passive margin</i> (Formasi Jass) pada Sumur WTU-1	58
Gambar 4.5	Penampang vertikal sikuen 4 <i>passive margin</i> bagian bawah (Formasi Waripi) pada Sumur WTU-1	59
Gambar 4.6	Penampang sikuen 4 <i>passive margin</i> bagian atas (Formasi Faumai) dan sikuen 5 <i>convergence</i> Kelompok Nugini pada Sumur WTU-1	61
Gambar 4.7	Penampang vertikal sikuen 5 <i>convergence</i> Formasi Steenkool pada Sumur WTU-1	62
Gambar 4.8	Seismik <i>balancing</i> dan pengecekan resolusi seismik penampang seismik gabungan A-D pada seismik 81-401, BGM94-7, dan BGM94-24	64
Gambar 4.9	Konversi <i>time depth curve</i> dari <i>checkshot</i> Sumur WTU-1	65
Gambar 4.10	Seismik ikat sumur, pengikatan data Sumur WTU-1 dengan lintasan seismik BGM94-07	65

Gambar 4.11	Penampang lintasan seismik BGM94-07 setelah dilakukan pengikatan dengan Sumur WTU-1. Garis berwarna merah, jingga, kuning, merah keunguan, hijau, biru adalah horizon yang ditarik setelah dilakukan korelasi seismik dengan sumur tersebut	67
Gambar 4.12	Penampang komposit/gabungan lintasan seismik setelah dilakukan pengikatan dengan Sumur WTU-1	68
Gambar 4.13	Interpretasi <i>basement</i> atau batuan dasar dengan membandingkan lintasan seismik BGM94-22 dengan peta geologi permukaan (Peta Geologi Lembar Ransiki, 1989) dengan mempertimbangkan kemiringan dan struktur	70
Gambar 4.14	Peta struktur kedalaman puncak/ <i>top</i> Formasi Kais (Miosen Akhir), menunjukkan patahan dan kemenerusannya di Lapangan RAN dalam 3 dimensi, setelah dilakukannya pemodelan patahan	71
Gambar 4.15	Peta struktur kedalaman dari Puncak/ <i>Top</i> Formasi Kemum (<i>Basement</i>)	72
Gambar 4.16	Peta struktur kedalaman dari Puncak/ <i>Top</i> Formasi Ainim (Permian Akhir – Trias Awal)	73
Gambar 4.17	Plot TOC, PY dan HI terhadap kedalaman Sumur WTU-1	76
Gambar 4.18	Plot TOC terhadap HI untuk melihat potensi batuan induk pada Sumur WTU-1. TOC Permian Akhir – Trias Awal Formasi Ainim dari sedang sampai bagus yang berasosiasi dengan <i>gas prone</i>	77
Gambar 4.19	Plot OI terhadap HI (kiri) dan plot Tmax terhadap HI (kanan) dalam analisis tipe kerogen untuk sampel batuan induk di Sumur WTU-1. Batuan Permian Akhir – Trias Awal Formasi Ainim menunjukkan kerogen tipe III	77
Gambar 4.20	Potensi batulempung sebagai batuan induk Formasi Ainim pada Sumur WTU-1	79
Gambar 4.21	Plot SCI terhadap kedalaman (kiri), plot Ro terhadap kedalaman (tengah), plot Tmax terhadap kedalaman (kanan) untuk mengidentifikasi potensi kematangan batuan induk dari Eosen sampai Permian Akhir di Sumur WTU-1. Nilai Tmax yang kecil pada interval Formasi Ainim merupakan anomali karena bertolak belakang dengan hasil analisis SCI dan Ro	83

Gambar 5.1	Analisis erosional kala Trias Awal sampai dengan Jura Tengah (kiri), Kapur Awal sampai dengan Kapur Tengah (kanan) dengan menggunakan plot Ro terhadap kedalaman	89
Gambar 5.2	Plot umur terhadap kedalaman pada Sumur WTU-1	90
Gambar 5.3	Persentase litologi masing-masing formasi dari Sumur WTU-1 ...	91
Gambar 5.4	Konduktivitas panas masing-masing litologi	92
Gambar 5.5	Grafik plot suhu terhadap kedalaman Sumur WTU-1 di Lapangan RAN. Ditunjukkan pola gradien geotermal masing-masing formasi yang berbeda satu dengan yang lainnya	93
Gambar 5.6	<i>Sediment interface temperature</i> menggunakan pendekatan Wygrala, 1989 dalam <i>software</i> Petromod	93
Gambar 5.7	Lokasi pseudo well yang berada di daerah rendahan atau sinklin yang penentuannya berdasar pada peta struktur kedalaman top Formasi Ainim	95
Gambar 5.8	Lokasi Pseudowell-1 dan Pseudowell-2 pada penampang seismik BGM94-07 dan BGM94-24	96
Gambar 5.9	Sejarah penbenaman Sumur WTU-1 di Lapangan RAN	97
Gambar 5.10	Sejarah termal Sumur WTU-1 di Lapangan RAN	100
Gambar 5.11	Model sejarah penbenaman dan kematangan termal 1D pada Sumur WTU-1 di Lapangan RAN	101
Gambar 5.12	Kurva Easy %Ro terhadap umur pada Sumur WTU-1	102
Gambar 5.13	Sejarah termal Sumur Pseudowell-1 di Lapangan RAN	103
Gambar 5.14	Model sejarah penbenaman dan kematangan termal 1D pada Sumur Pseudowell-1 di Lapangan RAN	104
Gambar 5.15	Sejarah termal Sumur Pseudowell-2 di Lapangan RAN	105
Gambar 5.16	Model sejarah penbenaman dan kematangan termal 1D pada Sumur Pseudowell-2 di Lapangan RAN	106
Gambar 5.17	Kalibrasi yang digunakan dalam pemodelan cekungan terhadap data temperatur dan Ro Sumur WTU-1	107
Gambar 5.18	Kalibrasi temperatur dan Ro yang digunakan dalam pemodelan pada Sumur Pseudowell-1	107

Gambar 5.19	Kalibrasi temperatur dan Ro yang digunakan dalam pemodelan pada Sumur Pseudowell-2	108
Gambar 5.20	<i>Petroleum system</i> Sumur WTU-1 yang mewakili Lapangan RAN	108
Gambar 5.21	DST-1 dan DST-2 (poligon biru) pada interval Formasi Ainim Sumur WTU-1, hasil uji menunjukkan gas konklusif	109
Gambar 5.22	Plot Ro terhadap kedalaman yang digunakan sebagai dasar pembuatan peta sebaran kematangan batuan induk Formasi Ainim	111
Gambar 5.23	Peta sebaran kematangan batuan induk Formasi Ainim	111
Gambar 5.24	Play hidrokarbon Lapangan RAN (penampang Barat Daya - Timur Laut / A-A')	113
Gambar 5.25	Play hidrokarbon Lapangan RAN (penampang Barat Laut - Tenggara / B-B')	114

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1	Ringkasan peneliti terdahulu di Cekungan Bintuni	7
Tabel 2.1	Komposisi kerogen (Waples, 1985)	31
Tabel 3.1	Ketersediaan data seismik 2 dimensi di daerah penelitian	38
Tabel 3.2	Ketersediaan data sumur di daerah penelitian	38
Tabel 3.3	Ketersediaan data geokimia Sumur WTU-1 meliputi data <i>Total Organic Carbon</i> (TOC), data <i>Rock Eval Pyrolysis</i> meliputi S1, S2, S3, <i>Hydrocarbon Index</i> (HI), <i>Oxygen Index</i> (OI), <i>Production Index</i> (PI), <i>Potential Yield</i> (PY), dan Tmax	39
Tabel 3.4	Ketersediaan data geokimia Sumur WTU-1 berupa data <i>Vitrinite Reflectivity</i> (Ro) dan data <i>Spore Colour Index</i> (SCI)	40
Tabel 3.5	Ketersediaan data sumur dari data publikasi, merupakan data penunjang yang berada di luar area penelitian tetapi dalam satu cekungan yang sama, yaitu Cekungan Bintuni	41
Tabel 3.6	Jadwal kerja penelitian	47
Tabel 4.1	Legenda litologi dan penarikan sikuen	54
Tabel 4.2	Tabel persentase litologi Formasi Ainim pada Sumur WTU-1. Litologi batulempung dan batubara sebagai batuan induk yang potensial	78
Tabel 4.3	Tabel variabel batuan induk Formasi Ainim pada Sumur WTU-1	78
Tabel 4.4	Nilai TOC, Ro dan HI pada Formasi Ainim dari Sumur WTU-1 di daerah penelitian dibandingkan dengan data referensi peneliti terdahulu	84
Tabel 4.5	Nilai TOC, Ro dan HI pada Formasi Tipuma dari Sumur WTU-1 di daerah penelitian dibandingkan dengan data referensi peneliti terdahulu	84
Tabel 4.6	Nilai TOC, Ro dan HI pada Formasi Jass dari Sumur WTU-1 di daerah penelitian dibandingkan dengan data referensi peneliti terdahulu	85

Tabel 4.7	Nilai TOC, Ro dan HI pada Formasi Waripi dari Sumur WTU-1 di daerah penelitian dibandingkan dengan data referensi peneliti terdahulu	85
Tabel 4.8	Nilai TOC, Ro dan HI pada Kelompok Batugamping Nugini dari Sumur WTU-1 di daerah penelitian dibandingkan dengan data referensi peneliti terdahulu	86
Tabel 4.9	Nilai TOC, Ro dan HI pada Formasi Steenkool dari Sumur WTU-1 di daerah penelitian dibandingkan dengan data referensi peneliti terdahulu	86
Tabel 5.1	Data temperatur yang diperoleh dari BHT dari Sumur WTU-1	92